

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015



C1-18

Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

TENDENCIAS EN EL DISEÑO DE ESQUEMAS INTELIGENTES DE PROTECCIÓN DE LA INTEGRIDAD DEL SISTEMA USANDO TECONOLOGÍA WAMS

E.D. AGÜERO*
Instituto de Energía Eléctrica – UNSJ – CONICET
Argentina

D.G. COLOMÉ
Instituto de Energía Eléctrica – UNSJ – CONICET
Argentina

Resumen *– En este trabajo se presenta un análisis de los principales esquemas de protección de la integridad del sistema (SIPS) propuestos en la bibliografía internacional. Se identifican las principales características de los SIPS y se diseña un sistema de valoración de las características deseables en función de los avances tecnológicos. La información obtenida de las publicaciones analizadas se condensa en un resultado matricial que en sus filas incluye las distintas propuestas ordenadas por año y por autores, y en las columnas se evalúan sus características. Como resultado se ha identificado que la mayoría de los SIPS instalados se caracterizan por tomar acciones definidas fuera de línea ante eventos predefinido y que la tendencia es el desarrollo de esquemas adaptables a las condiciones actuales del sistema con el objetivo de lograr acciones de control más efectivas. Con la finalidad de mostrar las ventajas de implementar un SIPS en un sistema eléctrico de potencia, se presenta un caso de estudio con la instalación de dispositivos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) para mejorar la seguridad del sistema de prueba del IEEE de 39 barras y 10 generadores.*

Palabras clave: Esquemas de Protección de la Integridad del Sistema – Esquema Adaptivo – WAMS – PMU – Esquema Inteligente

1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la inclusión de principios de desregulación del sector eléctrico y diversos motivos de tipo técnico y económico han conducido a operar los sistemas eléctricos de potencia (SEP) cada vez más cerca de sus límites físicos, condiciones en las que ciertas perturbaciones imprevistas podrían conducir al sistema a un colapso parcial o total [1]. Siendo el propósito básico de un SEP el llevar energía eléctrica desde las fuentes hasta los usuarios [2], es preciso garantizar que dichas perturbaciones no afecten la calidad y continuidad del servicio eléctrico. En tal sentido, se plantea la necesidad de desarrollar metodologías de control y protección del SEP que no solo resguarden a equipos y personas sino que permitan mantener la seguridad y continuidad del servicio eléctrico.

Cuando ocurre una perturbación las acciones de protección y control son necesarias para frenar la degradación del sistema de potencia, restaurar el sistema a un estado normal, y minimizar el impacto de las perturbaciones. Los sistemas de protección local detienen la propagación de la perturbación de rápido desarrollo a través de acciones automáticas. Sin embargo, los sistemas de protección local no son capaces de considerar el comportamiento global del sistema de potencia [3].

En oposición a los sistemas de protección convencionales que se dedican a un elemento específico del sistema, los esquemas de protección de la integridad del sistema (SIPS) se instalan para proteger grandes áreas del sistema o porciones estratégicas del mismo. Las estrategias de detección y control avanzadas a través del concepto de SIPS ofrecen un manejo coherente de las perturbaciones. El término SIPS incluye los

* e-mail: eaguero@iee.unsj.edu.ar. Dirección: Av. Libertador Gral. San Martín 1109 Oeste (J5400ARL), San Juan, Argentina. Tel.: 0054 (264) 4226444 Int. 377. Fax: 0054 (264) 4210299

sistemas de protección especiales (SPS), los esquemas de acción correctiva (RAS), así como otros esquemas de protección del sistema, como los relés de sub-frecuencia (UF), de baja tensión (UV), pérdida de sincronismo (OOS), entre otros [4].
NERC define a un SIPS como un sistema de protección automático diseñado para detectar condiciones anormales o predeterminadas del sistema, y tomar acciones correctivas distintas de y/o además del aislamiento del componente con falla para mantener la confiabilidad del sistema**.** Tal acción puede incluir cambios en la demanda, la generación (MW y MVAr), o la reconfiguración del sistema para mantener la estabilidad y las magnitudes de tensión o flujos de potencia en valores aceptables [4].
Si bien el objetivo principal de un SIPS es preservar la integridad del sistema en caso de funcionamiento de emergencia, su uso también permite aumentar la utilización del sistema en funcionamiento normal [5].
En los últimos años se han logrado mejoras significativas en la capacidad de cálculo y procesamientos de la información, la medición del sistema eléctrico y las redes de comunicación (medios de comunicación más rápidos y confiables).
En la medición y supervisión de variables del SEP se destaca el uso de sistemas de medición de área amplia (Wide Area Measurement Systems – WAMS), compuestos de unidades de medición fasorial (Phasor Measurement Units – PMU) que proporcionan las medidas a los concentradores de datos fasorial (Phasor Data Concentrators – PDC), con indicación del momento en que se han realizado. El uso de la tecnología WAMS permite mediciones en tiempo real con sincronización de tiempo precisa, de esta manera es posible definir acciones de control basadas en mediciones reales sobre la dinámica del sistema.
Estos avances tecnológicos permiten que se diseñen esquemas SIPS más inteligentes con el objetivo de mejorar la respuesta global del sistema.
En este trabajo se presenta un análisis de los principales SIPS propuestos en la bibliografía internacional. En especial el análisis se focaliza en aquellos SIPS concebidos como funciones de redes inteligentes, con capacidad de supervisión y control de área amplia, con características adaptables a los eventos en tiempo real, con posibilidades de integrar y combinar diferentes acciones de control y que aprovechan los actuales recursos tecnológicos que brindan los sistemas de protección especiales, los sistemas WAMS basados en tecnología PMU y las redes auto-curables.
En la sección 2 del trabajo se presenta la metodología utilizada para la clasificación de los trabajos más importantes. En la sección 3 se exponen los resultados del análisis del estado del arte. En la sección 4, a través del sistema de prueba del IEEE de 39 barras y 10 generadores se muestran los resultados de la implementación de un SIPS utilizando dispositivos FACTS. Finalmente en la sección 5 se presentan las conclusiones de este trabajo.

2 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE

Para establecer el estado del arte de los SIPS se ha utilizado un método de clasificación bibliográfica sistemático propuesto en [6] que consta de tres pasos. En el primer paso se han identificado las características más importantes de los SIPS. En el segundo paso se ha diseñado un sistema de valoración de estas características en función de las ventajas metodológicas, funcionales o tecnológicas que representan para el SEP. Identificando aquellas más deseables como la utilización de mediciones WAMS-PMU y la adaptabilidad a eventos en tiempo real, entre las más destacadas. En el tercer paso se realiza la lectura, identificación y valoración de las características en las propuestas de los artículos seleccionados, para finalmente condensar la información en un resultado matricial que en sus filas incluye las distintas propuestas ordenadas por año y por autores, y en las columnas las características. La suma de las valoraciones por fila muestra el nivel de cumplimiento de las características deseables de cada propuesta. Mientras que la suma de cada columna muestra como el estado del arte ha considerado cada característica permitiendo identificar los aspectos más relevantes de esta temática que aún no han sido resueltos y sobre los que es conveniente seguir investigando.

2.1 Descripción de las características de los SIPS

En base a un análisis preliminar del estado del arte se seleccionaron las características más importantes de los SIPS. A continuación se describen las características de interés.

2.1.1 Tipo de sistema de control

Se analizan tres clases del sistema de control del SIPS: tipo de modelo del sistema eléctrico, variables de entrada al esquema y método de ajuste de los parámetros de controlador. El modelo del SEP puede ser estático o dinámico siendo el dinámico el más conveniente para representar adecuadamente el comportamiento real del sistema ante una gran perturbación pero a la vez aumenta notablemente la dimensión del problema.

En la segunda clase se diferencian los esquemas basados: en eventos, en respuesta o en una combinación de los anteriores. Los SIPS basados en eventos detectan salidas, eventos de fallas o señales de alarma e inician acciones como el disparo de generación/carga, realizando un control en lazo abierto. Los esquemas basados en la respuesta supervisan la evolución de la respuesta del sistema durante perturbaciones e incorporan un proceso de control en lazo cerrado para reaccionar a las condiciones actuales del sistema. La desconexión de carga por sub-frecuencia o sub-tensión puede considerarse como un esquema de lazo cerrado basados en respuesta [4].

Por último como la respuesta del SIPS depende crucialmente de la sintonización de los parámetros del sistema de control, interesa analizar el método de sintonización aplicado: fuera de línea, en línea o en tiempo real. Los esquemas que determinan sus parámetros fuera de línea se basan en simulaciones con modelos de alta complejidad, la cual se debe principalmente al gran número y diversidad de componentes que integran el sistema. El ajuste fuera de línea no contempla las condiciones actuales del sistema. La determinación de los parámetros en línea implica que los cálculos se realizan en el marco del sistema SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System) pero no significa que el proceso computacional sea lo suficientemente rápido para lograr una sintonización en tiempo real. En la sintonización en tiempo real se evalúan las condiciones más recientes del sistema y la evolución de la perturbación. El procesamiento es ejecutado con muy poco retardo, el cual típicamente no excede un par de segundos.

2.1.2 Tipo de arquitectura del SIPS

La arquitectura del esquema puede ser descrita por el alcance de las acciones de control y por el esquema de procesamiento y toma de decisión.

Respecto al alcance de las acciones de control se tienen en cuenta tres opciones: local, subsistema y global. En un SIPS local todos los dispositivos de detección, de toma de decisiones y de control se encuentran normalmente dentro de una subestación. Su alcance afecta sólo una parte muy limitada del sistema. Los SIPS subsistema son más complejos e implican la procesamiento de múltiples parámetros y entradas desde el sistema de potencia. Las instalaciones de telecomunicaciones son generalmente necesarias tanto para recabar información como para iniciar acciones correctivas a distancia. El funcionamiento de SIPS subsistema tiene un impacto significativo en el sistema de una empresa. Mientras que los SIPS globales implican varios niveles de activación y de toma de decisión y comunicación. Las mediciones se obtienen de los WAMS basados en PMU's. La operación de un SIPS global tiene un impacto significativo en un sistema interconectado completo, en una parte del mismo que comprenda múltiples áreas de autoridad, y hasta en interconexiones internacionales [4].

De acuerdo a como se procesan las variables medidas del sistema y donde se realizan los cálculos necesarios para definir las acciones correctivas, se presentan tres opciones: local, distribuida y centralizada. Los esquemas locales no necesitan de enlaces de comunicación porque el procesamiento y la toma de decisión se realizan en la subestación donde se instalan. En un esquema centralizado la decisión y la acción correctiva del SIPS son implementadas en el controlador central del sistema, pero recolectan datos de todo el sistema. Mientras que en un esquema distribuido la decisión y acción correctiva del SIPS son implementadas en controladores instalados en diferentes áreas de la red. Tienen una mayor relevancia los trabajos que responden a un esquema centralizado de procesamiento y toma de decisión, debido a que toman en cuenta el desempeño completo del sistema [4].

2.1.3 Tipo de acciones

Dentro de esta característica se analizan los recursos de control que utiliza y los fenómenos que contrarresta cada SIPS. Existe una gran variedad de recursos de control de emergencia, por lo tanto el tipo de acción dependerá de las características del sistema y del problema a contrarrestar. Los fenómenos que se analizan son, además de los problemas de sobrecarga y congestión, los estado de pobre estabilidad o de inestabilidad

de frecuencia, tensión, transitoria y de pequeña señal. Se destacan los SIPS orientados a evitar que se produzca una combinación de fenómenos.

2.1.4 Lógica de actuación del esquema

Se definen dos clases, basados en reglas o en modelos, de acuerdo al algoritmo del esquema, y a los cálculos o simulaciones que realiza. Los esquemas pueden contener algoritmos basados en reglas, los cuales tienen en cuenta todas y cada situación con antelación. La ventaja de esta lógica radica en su capacidad de reaccionar rápidamente. Los esquemas con algoritmos basados en un modelo de simulación tienen una base de información que comprende todos los datos y los conocimientos técnicos necesarios para llevar a cabo su tarea. Los SIPS basados en modelos se destacan por su inteligencia en el cálculo y toma de decisión. Por otro lado interesa analizar el conjunto de simulaciones en que se basa la definición y construcción de reglas o de la base de conocimiento. Las simulaciones pueden contemplar un solo escenario o múltiples escenarios de generación/carga o incluir análisis de contingencias. Los esquemas que comprenden múltiples escenarios de operación presentan una mayor valoración porque abarcan todos los posibles estados de operación de un sistema.

2.2 Valoración de cada característica

En la TABLA I se ha realizado la valoración de las clases en cada característica de los SIPS en función de las ventajas metodológicas, funcionales o tecnológicas que representan para el SEP. En la última columna se tiene para cada clase, el porcentaje de publicaciones (PdP), con respecto al total de publicaciones, que la incluyen o contemplan.

TABLA I. VALORACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS

1. Tipo de sistema de control	**Opción**	**Puntuación**	**PdP (%)**
a. Tipo de modelo:	Estático / Dinámico	1 / 2	8 / 92
b. Variables de entrada basado en:	Eventos / Respuesta / Combinación	1 / 2 / 3	64 / 24 / 12
c. Ajuste de parámetros:	Fuera de línea / En línea / Tiempo real	1 / 2 / 3	64 / 20 / 16
2. Tipo de arquitectura			
a. Alcance de las acciones de control:	Local / Subsistema / Global	1 / 2 / 3	36 / 16 / 48
b. Procesamiento y toma de decisión:	Local / Distribuida / Centralizada	1 / 2 / 3	40 / 4 / 56
3. Tipo de acciones			
a. Recurso de control:	Aplicaciones de los SIPS	-	-
b. Fenómeno que contrarresta:	Inestabilidades y problemas	-	-
4. Lógica del esquema			
a. Algoritmo basado:	Reglas / Modelo	1 / 2	68 / 32
b. Simulaciones para:	Un solo escenario / Múltiples escenarios	1 / 2	68 / 32

2.3 Resultados del método de clasificación bibliográfico

Los resultados del método de clasificación bibliográfica se muestran en la TABLA II, la valoración depende de la puntuación asignada en la TABLA I a cada una de las características.

3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

A partir de la PdP de la TABLA I y de la información matricial de la TABLA II se presenta a continuación el análisis de las características más relevantes de los SIPS propuestos en la literatura. Para la presentación de los resultados se adoptan dos enfoques, el primero describe el estado actual de los SIPS, y el segundo resalta las categorías poco abordadas y las tendencias en el diseño de esquemas inteligentes de protección de la integridad del sistema usando mediciones WAMS.

3.1 Estado actual de los SIPS

3.1.1 Tipo de sistema de control

En la literatura se ha encontrado que los SIPS se clasifican inicialmente por el modelo que utilizan. Los esquemas que incorporan un modelo estático tienen un muy bajo PdP del 8%, debido a que son modelos poco precisos cuando tienen que proteger al sistema ante una gran perturbación. Por otro lado, el esquema con modelo dinámico ha sido ampliamente propuesto, con un 92% de PdP.

En general los SIPS son esquemas basados en eventos (PdP de 64%) por su sencillez para detectar una contingencia. Los esquemas basados en la respuesta del sistema tienen un PdP de 24%, requieren de un proceso de detección de la perturbación más complejo. Los esquemas con variables de entrada que son una combinación de información sobre eventos y de la respuesta del sistema representan apenas el 12% de las publicaciones analizadas.

TABLA II. RESULTADOS DEL MÉTODO DE CLASIFICACIÓN BIBLIOGRÁFICA

Referencia / Año	**Características – Ítems**									**Total**
	1			**2**		**3**		**4**		
	a	**b**	**c**	**a**	**b**	**a**	**b**	**a**	**b**	
[7]/1992	2	1	1	2	1	Desconexión de carga	Sobrecarga	1	1	9
[8]/1996	1	1	1	1	1	Compensación shunt	Tensión	1	1	7
[9]/2001	2	1	1	1	3	Rechazo de generación	Transitoria	1	2	11
[10]/2004	2	1	2	1	1	Reprogramación y rechazo de generación	Transitoria	2	2	11
[11]/2005	2	2	3	3	3	Disparo por pérdida de sincronismo	Transitoria	2	1	16
[11]/2005	1	1	1	1	1	Compensación shunt	Tensión	1	1	7
[11]/2005	2	2	1	1	3	Desconexión de carga	Tensión	1	1	11
[11]/2005	2	1	1	1	3	Desconexión de carga	Tensión	1	1	10
[12]/2005	2	2	2	1	1	Separación en isla y desconexión de carga	Sobrecarga/Tensión	2	2	12
[13]/2006	2	1	1	3	2	Desconexión de carga	Frecuencia	2	1	12
[14]/2006	2	1	2	2	3	Desconexión de carga	Frecuencia	1	1	12
[15]/2007	2	1	1	1	1	Desconexión de carga	Tensión	1	1	8
[16]/2007	2	1	1	2	1	Rechazo de generación y desconexión de carga	Tensión/Frecuencia	1	2	10
[17]/2009	2	3	1	2	1	Desconexión de carga	Sobrecarga/Tensión	1	2	12
[18]/2009	2	3	3	3	3	Desconexión de carga	Tensión/Frecuencia	2	1	17
[19]/2010	2	1	1	3	3	Rechazo de generación	Pequeña señal	1	1	12
[20]/2010	2	1	2	3	3	Rechazo de generación	Transitoria	1	2	14
[21]/2011	2	1	1	3	3	Rechazo de generación	Transitoria	1	1	12
[22]/2011	2	1	1	3	3	Control HVDC	Frecuencia/Transitoria	1	1	12
[23]/2012	2	1	2	3	3	Control HVDC	Transitoria	2	1	14
[24]/2013	2	2	1	3	1	Desconexión de carga	Frecuencia	1	1	11
[25]/2013	2	3	1	3	3	Rechazo de generación	Transitoria	1	2	15
[26]/2013	2	1	1	1	1	Rechazo de generación	Sobrecarga	1	1	8
[27]/2013	2	2	3	3	3	Desconexión de carga	Sobrecarga	2	2	17
[28]/2013	2	2	3	3	3	Desconexión de carga	Frecuencia	2	1	16

Los SIPS con parámetros ajustados fuera de línea presentan un PdP de 64%, se caracterizan por tomar acciones definidas fuera de línea para eventos predefinidos y son menos eficaces para controlar el sistema en estado de emergencia porque no se adapta a las condiciones actuales del sistema. Cuando los parámetros del modelo se ajustan en línea (PdP de 20%), el esquema tienen en cuenta la situación previa al momento de la perturbación logrando mejores resultados. Por último los esquemas con una sintonización en tiempo real necesitan de mediciones WAMS-PMU para seguir el comportamiento actual del sistema y obtener un mejor control de la perturbación.

3.1.2 Tipo de arquitectura

Los SIPS con un control global sobre el sistema son preferidos con un PdP de 48%, para evitar posibles colapsos en todo el sistema. Los SIPS local y subsistema presentan un PdP de 36% y 16%, respectivamente. Con respecto al procesamiento y toma de decisión se utilizan mayormente los esquemas centralizados con un PdP de 56%, en consonancia con los esquemas globales. Los esquemas locales son también muy utilizados (PdP de 40%) porque no requieren de medios de comunicación. Mientras que los esquemas distribuidos han sido poco propuestos (PdP de 4%).

3.1.3 Tipo de acciones

Las acciones de control mayormente propuestas son la desconexión de carga y el rechazo de generación, es decir, que se prefieren aquellas acciones que provocan cambios en la demanda o la generación. Principalmente se debe a que estos últimos son recursos de control convencionales que se vienen utilizando hace ya algunas décadas, y han demostrado ser bastantes efectivos. Existen algunos controles más novedosos, como el control HVDC y con dispositivos FACTS, donde se obtienen buenos resultados pero sus instalaciones son demasiadas costosas.

En general la desconexión de carga se propone para mejorar el problema de sobrecarga, inestabilidad de tensión y frecuencia. Mientras que el rechazo de generación fundamentalmente es propuesto para evitar la inestabilidad transitoria.

Se observa que algunos trabajos permiten contrarrestar una combinación de fenómenos, por ejemplo, frecuencia/tensión o sobrecarga/tensión.

3.1.4 Lógica del esquema

Los esquemas basados en reglas predominan en los trabajos propuestos con un PdP de 68%, principalmente porque la lógica de actuación es más sencilla y rápida. A diferencia de los esquemas basados en modelos que requieren de una lógica más inteligente y presentan un PdP de 32%.

En consonancia con los esquemas basados en reglas, los SIPS que tienen en cuenta solo un escenario de operación representan el 68%. Mientras que el 32% de los esquemas reportados realizan análisis de contingencia en múltiples escenarios de generación/carga. Este tipo de esquemas requieren del desarrollo de algoritmos de optimización y conllevan un mayor esfuerzo computacional.

3.2 Áreas poco exploradas de los SIPS

Para identificar las áreas que no han sido lo suficientemente desarrolladas dentro de los SIPS se propone utilizar las sumas de cada columna de la TABLA II, las cuales indican en forma global las características más abordadas en el estado del arte.

Una de las características poco abordadas de los SIPS corresponde a esquemas que utilizan la respuesta del sistema para detectar una perturbación o saber en qué momento realizar la acción de control. El desarrollo de estos esquemas permitiría conocer con mayor precisión lo que ocurre en el sistema ante una gran perturbación y llevar a cabo acciones de control más efectivas.

Otra de las características poco tratada en la bibliografía es el ajuste de los parámetros de control en tiempo real. Mediante estos esquemas se logra una mayor adaptabilidad a las condiciones actuales del sistema, evitando acciones muy conservadoras o muy optimistas.

Los trabajos propuestos más destacados se identifican realizando la suma de las valoraciones por fila. Uno de los trabajos propuestos más relevante, [18] propone un esquema de desconexión de carga adaptivo que combina la sub-frecuencia y la sub-tensión. Esquema propicio para grandes perturbaciones con eventos que producen efectos combinados, donde el déficit de potencia activa es usualmente acompañado con un déficit de potencia reactiva, y la estabilidad de frecuencia y de tensión se ponen en riesgo simultáneamente. Otro de los trabajos destacados en [27], propone un esquema de desconexión de carga adaptivo para aliviar el fenómeno de sobrecarga ante diferentes escenarios de operación y posibles contingencias.

4 IMPLEMENTACIÓN DE UN SIPS UTILIZANDO FACTS

Con el objetivo de mostrar las ventajas de implementar SIPS, se presentan los resultados de un caso de estudio en el sistema de prueba de IEEE New England de 39 barras y 10 generadores [29]. El estado operativo con una demanda de 5478,5 MW y 1178.6 MVAr y un suministro de 5546 MW y 1321.9 MVA, es un escenario propicio para aplicar un SIPS, debido a las condiciones de sobrecarga que se manifiestan.

La contingencia simulada es la salida de la línea L8-9, que ocasiona la sobrecarga de la línea L3-4, situación que se mantiene hasta que el relé de sobre-corriente en L3-4 actúa y abre la línea. Estos dos eventos en cascada ocasionan la sobrecarga y la salida de la línea L14-15. Finalmente el sistema se separa en dos islas, la más grande tiene problemas de sobre-frecuencia y sobre-tensión, mientras que la segunda isla enfrenta los dos fenómenos opuestos, colapsando por inestabilidad de tensión.

En la Fig. 1 se indica cómo queda separado el sistema luego de la salida de la línea L14-15, el colapso de la segunda isla ocasiona la pérdida de 1562 MVA de demanda. En la Fig. 2 se representa el comportamiento de la magnitud de la tensión en las barras del sistema y la secuencia de eventos que ocurren.

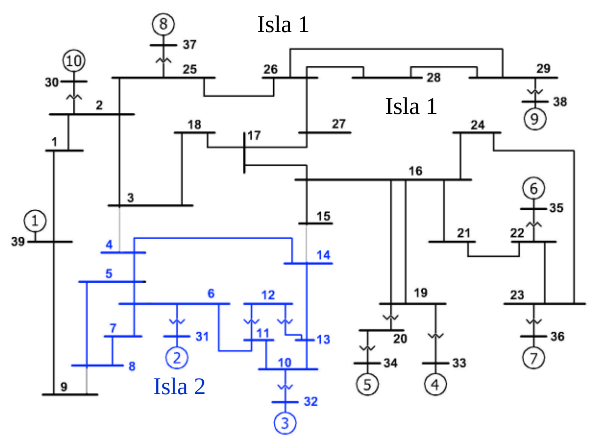


Fig. 1. Sistema New England separado en dos islas

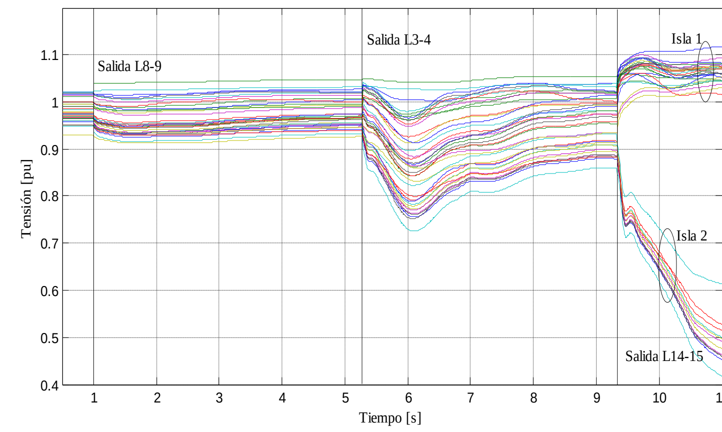


Fig. 2. Magnitud de la tensión en las barras del sistema

Con el objetivo de mejorar el comportamiento del sistema ante la contingencia analizada, se implementa un TCSC (Thyristor Controlled Series Compensator) en serie con la línea L3-4. Este dispositivo FACTS controla el flujo de potencia por la línea y evita la sobrecarga de la línea 3-4. De esta manera el sistema ante la salida de la línea L8-9 no presenta sobrecargas en los vínculos y no se producen los eventos en cascada que conducen a la separación en dos islas y el colapso de una de ellas.
En la Fig. 3 se presenta el comportamiento de la magnitud de la tensión en las barras del sistema con el TCSC, observando un desempeño estable en todas las barras. En la Fig. 4 se observa la magnitud de la corriente por las líneas L3-4 y L14-15, para el sistema con y sin el TCSC implementado. Cuando el sistema no tiene el TCSC, las líneas L3-4 y L14-15 salen de servicio por sobrecarga. Mientras que la actuación del TCSC permite controlar la reactancia de la línea L3-4 y evitar la sobrecarga de los vínculos de transmisión.

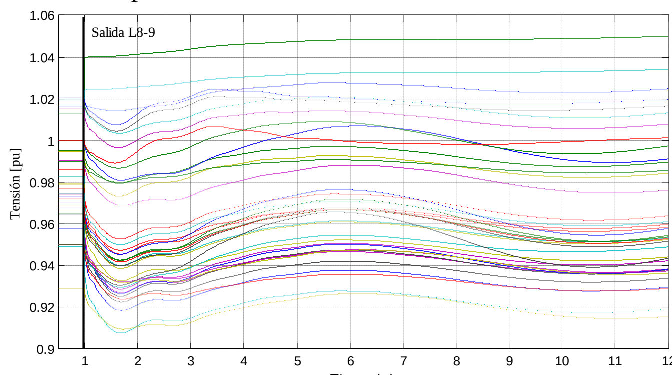


Fig. 3. Magnitud de la tensión en las barras

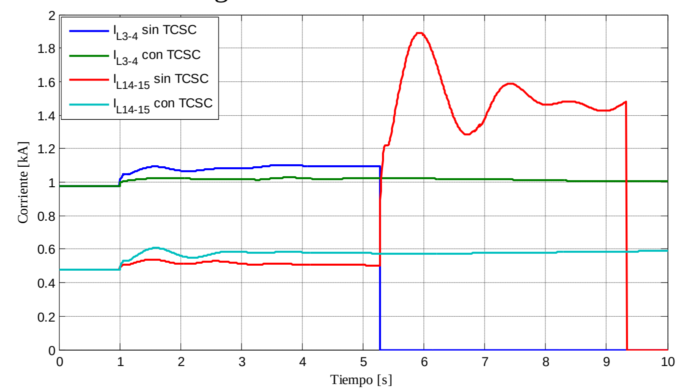


Fig. 4. Magnitud de la corriente de las líneas L3-4 y L14-15

5 CONCLUSIONES

Se ha presentado un análisis de los principales SIPS a través de un método sistemático de clasificación y análisis bibliográfico. Se analizaron los diferentes SIPS propuestos en la bibliografía para proteger al sistema ante grandes perturbaciones. Se ha identificado que los esquemas basados en la respuesta del sistema han sido poco abordados. Otra característica poco tratada es el ajuste de los parámetros de control en tiempo real. Los trabajos más destacados proponen esquemas basados en mediciones WAMS, con un control adaptable y que permite contrarrestar fenómenos combinados. Sin embargo queda por definir una metodología que logre incluir las mediciones WAMS, la detección de la perturbación basada en la respuesta, con ajuste de parámetros en tiempo real, que incluya los posibles escenarios de operación y que contrarreste una combinación de fenómenos. Con el método de clasificación bibliográfica se han identificado, además de la tendencia actual de diseño en la temática, los aspectos más relevantes de los SIPS que aún no han sido resueltos y sobre los que es conveniente seguir investigando.

6 REFERENCIAS

[1] U. Kerin, G. Bizjak, R. Krebs, E. Lerch, and O. Ruhle, "Faster than real time: Dynamic security assessment for foresighted control actions," in *PowerTech*, 2009, pp. 1-7.

[2] J. Bucciero and M. Terbrueggen, *Interconnected Power System Dynamics Tutorial* vol. Third Edition. 3412 Hillview Av., 1998.
[3] M. Begovic, V. Madani, and D. Novosel, "System Integrity Protection Schemes (SIPS)," in *Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability*, 2007, pp. 1-6.
[4] V. Madani and *e. al.*, "IEEE PSRC Report on Global Industry Experiences With System Integrity Protection Schemes (SIPS)," *Power Delivery, IEEE Transactions on,* vol. 25, pp. 2143-2155, 2010.
[5] E. Johansson, K. Uhlen, and G. Kjølle, "Mitigating Extraordinary Events using Wide Area Monitoring Applications," 2011, pp. 1-6.
[6] A. J. Saavedra Montes and J. M. Ramírez Scarpetta, "Método de clasificación bibliográfica aplicado a la identificación de sistemas de excitación de generadores sincrónicos," *Energía y Computación,* vol. 16, pp. 49-55, 2008.
[7] S. A. Nirenberg, D. A. McInnis, and K. D. Sparks, "Fast acting load shedding," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 7, pp. 873-877, 1992.
[8] S. Bernard, G. Trudel, and G. Scott, "A 735 kV shunt reactors automatic switching system for Hydro-Quebec network," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 11, pp. 2024-2030, 1996.
[9] X. V. Filho, L. A. S. Pilotto, N. Martins, A. R. C. Carvalho, and A. Bianco, "Brazilian defense plan against extreme contingencies," in *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2001, pp. 834-839, vol.2.
[10] L. Wehenkel and M. Pavella, "Preventive vs. emergency control of power systems," in *Power Systems Conference and Exposition*, 2004, pp. 1665-1670, vol.3.
[11] M. Begovic, D. Novosel, D. Karlsson, C. Henville, and G. Michel, "Wide-Area Protection and Emergency Control," *Proceedings of the IEEE,* vol. 93, pp. 876-891, 2005.
[12] X. Wang, W. Shao, and V. Vittal, "Adaptive corrective control strategies for preventing power system blackouts," in *15th Power Systems Computation Conference*, 2005, pp. 1-6.
[13] A. Denis Lee Hau, "A general-order system frequency response model incorporating load shedding: analytic modeling and applications," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 21, pp. 709-717, 2006.
[14] J. Sykes, M. Adamiak, and G. Brunello, "Implementation and Operational Experience of a Wide Area Special Protection Scheme on the SRP System," in *Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, 2006, pp. 145-158.
[15] C. J. Mozina, "Power System Blackouts - Minimizing their Impact at Industrial Co-Generation Facilities," in *Industrial & Commercial Power Systems*, 2007, pp. 1-7.
[16] D. Rodríguez, R. Ramirez, and J. C. Pino, "Esquemas Especiales de Protección del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)," Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), Perú 2007.
[17] M. d. C. Giménez, R. Rosés, and G. Rattá, "Adecuación de los automatismos del Sistema Interconectado Patagónico frente a la incorporación de la LAT 500 kV Puerto Madryn-Santa Cruz Norte," in *XIII ERIAC,* 2009, pp. 1-8.
[18] H. Seyedi and M. Sanaye-Pasand, "New centralised adaptive load-shedding algorithms to mitigate power system blackouts," *Generation, Transmission & Distribution, IET,* vol. 3, pp. 99-114, 2009.
[19] P. Gomes, S. Sardinha, R. Perret de Magalhães, and S. Martins, "An innovative special protection system involving long distance actions," in *Bulk Power System Dynamics and Control - VIII (iREP)*, 2010, pp. 1-5.
[20] C. McTaggart, J. Cardenas, A. Lopez, and A. Bone, "Improvements in Power System Integrity Protection Schemes," in *Developments in Power System Protection*, 2010, pp. 1-5.
[21] L. Wang, "Advanced Special Protection System Modeling for On-Line Applications," in *Power and Energy Engineering Conference*, 2011, pp. 1-6.
[22] V. K. Agrawal, R. K. Porwal, R. Kumar, P. Vivek, and T. Muthukumar, "Deployment of System Protection Schemes for enhancing reliability of power system: Operational experience of wide area SPS in Northern Regional Power System in India," in *Power and Energy Systems*, 2011, pp. 1-6.
[23] Y. Pipelzadeh, R. Moreno, B. Chaudhuri, G. Strbac, and T. C. Green, "An assessment of Transient Assistive Measures using HVDC for special protection schemes: Case on the GB transmission system," in *AC and DC Power Transmission*, 2012, pp. 1-6.
[24] A. Heniche, I. Kamwa, and M. Dobrescu, "Hydro-Québec's defense plan: Present and future," in *Power and Energy Society General Meeting*, 2013, pp. 1-5.
[25] J. Delfino and E. Nizovoy, "Simulación de los Sistemas de Protección de Red Amplia (WAPS) de la Red Argentina de 500 kV," in *XV ERIAC,* 2013, pp. 1-8.
[26] A. De La Quintana and R. Palma-Behnke, "Challenges for special protection systems in the Chilean electricity market," in *Power and Energy Society General Meeting*, 2013, pp. 1-5.
[27] J. Cepeda, D. Ramírez, and D. Colomé, "Probabilistic-based overload estimation for real-time adaptive load shedding," in *XV ERIAC,* 2013, pp. 1-8.
[28] Z. Zbunjak and I. Kuzle, "Advanced control and system integrity protection schemes of Croatian power transmission network with integrated renewable energy sources," in *EUROCON*, 2013, pp. 706-711.
[29] M. Pai, *Energy function analysis for power system stability*: Kluwer Academic Publishers, 1989.